

Simulação Numérica de Escoamento Não Isotérmico em Reservatório de Óleo com Poços Aquecedores

Relber Bernardo Lopes

Engenharia Mecânica, Instituto Politécnico, UERJ, Brasil.

Grazione de Souza

Departamento de Modelagem Computacional, Instituto Politécnico, UERJ, Brasil.

Helio Pedro Amaral Souto

Departamento de Modelagem Computacional, Instituto Politécnico, UERJ, Brasil.

Abstract: Enhanced recovery for heavy oil reservoirs only occurs using a method of energy supplementation, like water injection or a thermal method. For thermal methods, traditionally there are steam injection, hot water injection and the *in-situ* combustion. However, thermal methods named non-conventional, such as electromagnetic heating, form a new group of oil recovery methods. In this work, we use numerical reservoir simulation in order to study a non-conventional thermal method using the so-called well heaters. We consider a two-dimensional non-isothermal single-phase flow of slightly compressible oil. In order to determine the pressure and temperature of the reservoir, we employ the finite differences method, a totally implicit numerical scheme, and an operator splitting. The results show that the heating technique considered can be used to enhance heavy oil recovery by maintaining the reservoir pressure high for a long period when compared to the other strategies.

Key words: Finite differences method, non-isothermal flow, operator splitting, reservoir simulation, well heaters.

Resumo: A recuperação aprimorada de reservatórios de óleo pesado só ocorre mediante um método de suplementação de energia, tal como a injeção de água ou a aplicação de um procedimento térmico. Para procedimento térmicos, tradicionalmente há injeção de vapor, injeção de água quente e combustão *in-situ*. No entanto, os procedimentos térmicos denominados não convencionais, como o aquecimento eletromagnético, formam um novo grupo de técnicas de recuperação de óleo. Neste trabalho, utilizamos simulação numérica de reservatórios para estudar um procedimento térmico não convencional usando os chamados aquecedores de poços. Consideramos um fluxo monofásico não-isotérmico bidimensional de óleo ligeiramente compressível. Para determinar a pressão e a temperatura do reservatório, empregamos o método das diferenças finitas, além de um esquema numérico totalmente implícito e um fracionamento de etapas. Os resultados mostram que a técnica de aquecimento considerada pode ser usada para melhorar a recuperação de petróleo pesado, mantendo a pressão do reservatório alta por um longo período em comparação com as outras estratégias.

Palavras-chave: Método das diferenças finitas, fluxo não-isotérmico, fracionamento de etapas, simulação de reservatório, aquecedores de poços.

Corresponding author: Grazione de Souza, gsouza@iprj.uerj.br

Received: 10 May 2018 / Accepted: 04 July 2018 / Published: 20 October 2018.

1 Introdução

Na indústria do petróleo há uma classificação das fases de recuperação de hidrocarbonetos, que se originou na sequência cronológica na qual os métodos de recuperação são tradicionalmente aplicados. Na recuperação primária, primeira fase, a produção ocorre usando a energia inicialmente presente no reservatório. Após esta etapa, na recuperação secundária ocorre a injeção de um fluido imiscível (água ou gás) para suplementar a energia no reservatório e possibilitar a recuperação do óleo ainda presente no reservatório. Em seguida, na recuperação terciária, métodos avançados são aplicados (*Enhanced Oil Recovery*, EOR), tais como a injeção de fluidos miscíveis, de fluidos aquecidos, de polímeros e até mesmo de agentes biológicos [1, 2].

A classificação das fases baseada exclusivamente na cronologia tem sofrido alterações. De fato, o que é mais importante do que uma dada nomenclatura, ou uma cronologia, é a escolha de um método com viabilidade técnico-econômica. Neste contexto, estuda-se aqui um método térmico não convencional, indicado para a recuperação de óleos pesados.

1.1 Classificação dos tipos de óleo

Ao longo das décadas de atividades da indústria do petróleo, buscou-se e aproveitou-se diversos tipos de fontes de hidrocarbonetos. Uma primeira divisão separa as ocorrências das fases líquida e gasosa nas condições de reservatório, respectivamente, tratando-se do óleo e do gás natural. Os óleos são classificados correntemente em função de sua densidade de hidrocarbonetos e da sua capacidade de fluir. Uma escala usada para indicar a massa específica do óleo é o Grau API (API Gravity) criada pelo *American Petroleum Institute*, calculado como

$$API = \left(\frac{141,5}{d_{60/60^\circ F}} \right) - 131,5, \quad (1)$$

onde $d_{60/60^\circ F}$ é a densidade do óleo a 60 graus Fahrenheit [1] com relação à água (na mesma temperatura). A escala API é medida em graus e permite definir o tipo de óleo presente no reservatório [3].

O cenário de produção e de posterior tratamento nas refinarias é, geralmente, favorecido quando da ocorrência de óleo leve. Para vazões de produção iguais, por serem menos viscosos, o escoamento ocorre com um menor gradiente de pressão para um óleo leve em comparação com um óleo pesado, preservando-se, assim, por mais tempo a energia do reservatório. No entanto, na natureza a quantidade de reservatórios nos quais o óleo é leve é diminuta, em relação ao número de jazidas contendo óleos com viscosidade mais elevada. Estes incluem reservas de petróleo bruto viscoso, areias asfálticas e xisto betuminoso. A Agência Internacional de Energia (IEA) estima que existam cerca de 6 trilhões de barris, oriundos de tais recursos, em todo o mundo [4].

De fato, existem dificuldades extras ao se recuperar o óleo pesado e o betume de certos meios geológicos, tais como as grandes profundidades, o elevado contraste de heterogeneidades e a alta quantidade de xisto, assim como os reservatórios nos quais a água é a fase não-molhante, requerendo-se, então, técnicas diferentes das dos métodos convencionais térmicos e de injeção de água/vapor [5]. De acordo com Rangel-German et al. (2004) [6], uma quantidade superior a 4 bilhões de barris de petróleo foi recuperada nos Estados Unidos como resultado de operações de recuperação térmica, principalmente a injeção de vapor.

Ao contrário de uma operação de injeção de água, na qual o óleo é deslocado pela água, o método de recuperação térmica não necessariamente depende do contato entre o fluido injetado e o óleo. Por meio da combinação da transferência de calor por condução e advecção, o aumento de temperatura pode atingir grandes regiões do reservatório. O aumento da temperatura conduz a uma combinação da redução da viscosidade do óleo, expansão térmica do óleo e da modificação da molhabilidade da rocha reservatório [7]. Em função da quantidade expressiva de óleo que vem sendo recuperada com o auxílio de métodos térmicos, verificou-se um notável aumento da pesquisa e do desenvolvimento destes métodos de recuperação.

1.2 Métodos térmicos na recuperação de hidrocarbonetos

Conforme Kovscek (2012) [7], o aumento de temperatura do óleo bruto diminui a sua viscosidade melhorando as suas fluidez e mobilidade dentro do reservatório, uma vez que o aquecimento do reservatório tem influência direta nas propriedades do óleo como, por exemplo, na massa específica e na viscosidade. Portanto, a recuperação do óleo é aumentada, sendo que uma característica específica deste método é a capacidade de se atingir poros não conectados aos poços injetores, devido ao fenômeno da condução de calor. Contudo, em termos de transferência de calor, claramente os efeitos devidos à advecção ocorrem mais rapidamente. Já foi constatado que a taxa transferência de calor por advecção pode ser até 10 vezes maior do que a taxa de transferência por condução, na maioria dos cenários em que a permeabilidade absoluta alcançava valores na faixa de 0,01 mD [7].

Métodos térmicos são apropriados para reservatórios com óleo variando entre 8° e 22° API e viscosidade entre 0,1 e 10 Pa.s, ou para reservatórios com a permeabilidade muito baixa. O princípio dos métodos de aquecimento de reservatórios é, conforme já dito, o de causar um aumento na temperatura do óleo com a intenção de diminuir a sua viscosidade de modo a facilitar o seu escoamento [8]. Segundo Bera e Babadagli (2015) [9], como alternativas tem-se a injeção de água aquecida (*hot water flooding*), a injeção de vapor (*steam injection*) e a combustão *in-situ*, sendo esses métodos térmicos considerados convencionais. O método de combustão *in-situ* é o mais usado na recuperação de óleo pesado e betume.

Na combustão *in-situ*, ar é injetado no reservatório e, utilizando-se um dispositivo de ignição, inflama-se parte do óleo presente no reservatório, ocasionando uma transferência de calor. A frente de calor progride, conforme o ar é injetado, e os gases gerados na combustão aumentam a recuperação de óleo. Este processo também é chamado de *fire flooding*.

Outros métodos térmicos incluem a injeção de vapor, sendo que os três métodos mais comuns neste grupo são a injeção cíclica, a injeção contínua (*steam flooding*) e a técnica SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*). A injeção cíclica de vapor consiste de três etapas: a injeção do vapor na localização de um poço de produção para um dado intervalo de tempo, o período de imersão e a posterior produção de óleo. O vapor é primeiro injetado dentro de um poço, por um determinado período de tempo, para aquecer o óleo em torno dele, reduzir a sua viscosidade e mobilizar o fluido do reservatório. No processo de injeção contínua, o vapor é injetado através de poços de injeção. Dois mecanismos atuam para melhorar a quantidade de óleo recuperado: o aquecimento do óleo para diminuir a sua viscosidade, de modo que ele possa fluir mais facilmente através da formação para os poços de produção, e o mecanismo de deslocamento por volume, que é semelhante ao de injeção de água (*water flooding*), em que o óleo é empurrado para os poços de produção. Embora uma maior quantidade de vapor seja necessária para esse método, do que para o método cíclico, ele é normalmente mais eficaz na recuperação do óleo. No caso do SAGD, vapor a alta pressão é continuamente injetado em um poço horizontal para aquecer o óleo e reduzir a sua viscosidade. O óleo aquecido é, então, drenado para uma localização inferior, por onde ele é produzido [9].

1.3 Métodos térmicos não-convencionais

Afsar e Akin (2016) [8] escreveram que na recuperação avançada de petróleo a aplicação de métodos térmicos responde por 50% das atividades no mercado. O método de injeção de vapor, normalmente, enfrenta desafios incluindo os seus altos custos de instalação e de manutenção. Por outro lado, as restrições aos gases do efeito estufa levaram as empresas a encontrar maneiras de reduzir o seu impacto ambiental. Desta forma, começou a surgir uma nova classe de métodos térmicos, denominados de não-convencionais.

Um dos exemplos mais recentes é a recuperação utilizando a energia solar, na qual se produz vapor para ser injetado, gerando uma menor poluição. O grande desafio no projeto da EOR solar é a localização do campo de petróleo. Ao contrário dos projetos convencionais envolvendo a energia solar, onde os painéis solares podem ser instalados em áreas abertas escolhidas, no método EOR solar a localização dos mesmos é determinada pelo campo de petróleo, onde podem existir condições adversas de radiação solar e mesmo ambientes agressivos [8].

Ainda há o aquecimento eletromagnético, que pode ser classificado em três categorias, dependendo da

frequência da corrente elétrica usada no aquecimento: (i) de baixa corrente, aquecimento resistivo; (ii) de média frequência, aquecimento indutivo; e (iii) de alta frequência, radio frequência ou micro-ondas. No aquecimento resistivo uma diferença de potencial é aplicada entre dois eletrodos, e ele também é conhecido como o aquecimento por efeito Joule. Na prática, esse método pode ser empregado utilizando dois poços, um atuando como ânodo e o outro como cátodo. Uma diferença de potencial é aplicada entre os dois eletrodos, o que permite passar uma corrente elétrica através da água de formação, fazendo uso da sua condutividade elétrica. Uma aplicação desse tipo foi empregada no campo Rio Panan, no Brasil [9] e observou-se um aumento na produção de 1,2 barril/dia para 10 barris/dia após 70 dias de aquecimento.

O aquecimento indutivo é uma técnica na qual materiais eletricamente condutores são colocados em um campo magnético variável, gerado por um indutor. A corrente elétrica produzida nesse processo é também chamada de corrente de Eddy. Devido ao efeito Joule, esta corrente dissipa calor no material. Os fatores que regem o processo de aquecimento são a frequência da corrente induzida, o calor específico do fluido, a permeabilidade do reservatório e a resistência elétrica do material considerado [9].

O uso de radiofrequência, ou de micro-ondas, pode ser uma boa alternativa para o aquecimento *in situ* de reservas não convencionais (Figura 1). Nesse método de aquecimento, um tipo de antena é colocada, no fundo de um poço, sendo assim menos influenciado pela geologia da formação e capaz de distribuir o calor sobre um volume maior do reservatório, em função da propagação da energia eletromagnética através do meio. Outras vantagens desse método são o uso de equipamentos compactos de alta eficiência, no processo de geração de energia, e a possibilidade de concentrá-la em locais específicos contendo o petróleo [4, 5].

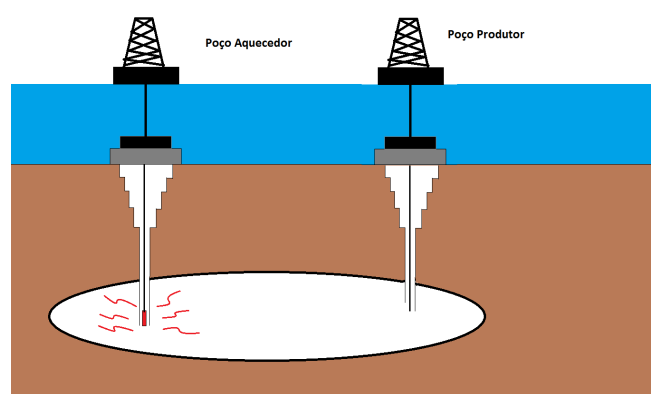


Figura 1: Ilustração de reservatório com elemento de aquecimento. Fonte: os autores.

1.4 Objetivo

Estuda-se, neste trabalho, o escoamento não isotérmico em reservatórios portadores de óleo pesado através da

simulação numérica, considerando-se a aplicação de um método de recuperação térmico não convencional, com o uso de poços aquecedores dentro do reservatório. O método de diferenças finitas foi utilizado na discretização do sistema não linear de equações diferenciais parciais (EDPs) governantes, e o método iterativo do tipo gradientes conjugados foi empregado na obtenção da solução do sistema algébrico resultante. Utilizou-se uma estratégia de decomposição de operadores (*Operator Splitting*) [10], na qual substitui-se o problema de determinação simultânea da pressão e da temperatura por dois subproblemas para o cálculo dessas grandezas [11, 12, 13, 14]. De acordo com Dyrdaahl (2014) [12], além da obtenção de um solução acurada, um dos objetivos do uso de métodos numéricos é o de se obter o menor tempo de execução possível. Neste sentido, técnicas de decomposição de operadores têm sido estudadas e aplicadas para se obter soluções fisicamente corretas como as alcançadas via soluções simultâneas, mas com economia de tempo de execução.

Considera-se, portanto, a utilização de elementos de aquecimento postos dentro do reservatório, de forma a realizar o chamado *In-Situ Upgrading Process* (IUP) [11, 15], no qual através do aquecimento da jazida altera-se as propriedades dos fluidos. Não é empregado nenhum tipo de injeção de fluido aquecido, mas sim a introdução de poços aquecedores (*heater wells*) no reservatório [11].

2 O Meio Poroso e as Hipóteses para o Escoamento Não Isotérmico

Um reservatório de petróleo é um meio poroso, visto que ele é formado por uma matriz sólida na qual existem espaços vazios denominados poros. A porosidade, relação entre o volume poroso e o volume total do material (sólido mais poros) mede a capacidade de armazenamento de fluidos no meio poroso. Quanto mais poroso for um reservatório, maior é a sua capacidade de armazenamento de hidrocarbonetos [16]. Em uma rocha reservatório podem ser encontrados dois tipos de porosidade, a efetiva e a total. A porosidade total inclui os poros isolados e os interconectados. Já a porosidade efetiva considera exclusivamente os poros interconectados [17] e, neste trabalho, utiliza-se o termo porosidade ao invés de porosidade efetiva.

Em geral, a porosidade varia na formação rochosa e, neste caso, o reservatório é denominado heterogêneo. Uma porosidade elevada não é suficiente para caracterizar a viabilidade econômica de um reservatório, pois os fluidos contidos nos poros das rochas têm que se movimentar de modo a que sejam trazidos para a superfície. Isto depende de uma outra propriedade da formação rochosa, a permeabilidade, denotada na maioria das vezes por k [16]. A capacidade de um meio poroso permitir a passagem de fluidos através de seus poros interconectados é chamada de permeabilidade absoluta, ou permeabilidade se o meio poroso encontra-se 100% saturado por uma única fase líquida. A permeabilidade pode variar

em um meio poroso em função da posição e da direção e, em geral, o reservatório é anisotrópico com relação a essa propriedade.

Do ponto vista do estudo da transferência de calor no meio poroso, observa-se que os principais mecanismos de transporte de energia estão associados à advecção (favorecida por uma maior velocidade de escoamento) e à condução (favorecida por um maior valor da difusividade térmica do reservatório). Em princípio, a advecção é o mecanismo mais eficiente, mas cabe ressaltar que a transferência de energia via a condução de calor pode influenciar a temperatura do reservatório mesmo em regiões com permeabilidades muito baixas ou mesmo isoladas.

As seguinte hipóteses foram utilizadas na derivação do modelo físico-matemático:

1. o reservatório é isotrópico;
2. a compressibilidade da rocha é pequena e constante;
3. o fluido é newtoniano;
4. não ocorrem reações químicas;
5. o escoamento é bidimensional e ocorre a baixas velocidades;
6. o escoamento é monofásico e não isotérmico;
7. os efeitos gravitacionais são desprezados;
8. a transferência de calor por radiação é desprezível;
9. as condutividades térmicas da rocha e do fluido são constantes;
10. o poço de produção é vertical e penetra totalmente na formação;
11. não considera-se a hipótese do equilíbrio térmico local; e
12. não há estocagem no poço produtor.

Não assume-se, portanto, a hipótese do equilíbrio térmico local e a temperatura média volumétrica do reservatório é calculada em função das temperaturas médias do fluido e da rocha [18]:

$$\overline{\rho c_p} T = \phi \rho_o c_{p_o} T_o + (1 - \phi) \rho_r c_{p_r} T_r, \quad (2)$$

onde T_o é a temperatura média volumétrica do óleo, T_r é a temperatura média volumétrica da rocha e T a temperatura média volumétrica representativa do meio poroso (rocha + fluido), ϕ é a porosidade do reservatório, ρ_o e ρ_r são as massa específicas do óleo e da rocha, respectivamente, e c_{p_o} e c_{p_r} as suas capacidades térmicas. A capacidade térmica média volumétrica do meio poroso é definida por [18]

$$\overline{\rho c_p} = \phi \rho_o c_{p_o} + (1 - \phi) \rho_r c_{p_r}. \quad (3)$$

Essas hipóteses, conjuntamente com as propriedades do fluido e da rocha, com as relações termodinâmicas e

com as equações de balanço macroscópicas [18], foram empregadas na obtenção das equações diferenciais parciais escritas em termos da pressão do óleo e da temperatura do reservatório.

2.1 Equação para a pressão do óleo

Ao se introduzir o fator volume de formação B [1],

$$B = \frac{\rho_{sc}}{\rho_o}, \quad (4)$$

a equação de conservação da massa pode ser escrita na forma alternativa [19]

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi}{B} \right) + \nabla \cdot \left(\frac{\mathbf{v}_o}{B} \right) = \frac{q_m}{V_b \rho_{sc}}, \quad (5)$$

onde \mathbf{v}_o é a velocidade superficial do fluido (óleo), q_m é o termo fonte em termos de massa, V_b é o volume total (rocha mais poros) e ρ_{sc} representa a massa específica do óleo em condições padrão de pressão e temperatura, p_{sc} e T_{sc} , respectivamente.

Para escoamentos a baixas velocidades, a equação usada para descrever a conservação da quantidade de movimento no escoamento de fluidos em meios porosos é a lei de Darcy [19],

$$\mathbf{v}_o = -\frac{\mathbf{k}}{\mu} [\nabla p - \rho_o g \nabla D], \quad (6)$$

onde \mathbf{k} é o tensor de permeabilidade absoluta, μ é a viscosidade do fluido, g é a magnitude da aceleração da gravidade e D é a profundidade [1]. Substituindo-se a Eq. (6) na Eq. (5), tem-se que

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi}{B} \right) - \nabla \cdot \left[\frac{\mathbf{k}}{B\mu} (\nabla p - \rho_o g \nabla D) \right] = \frac{q_m}{V_b \rho_{sc}}. \quad (7)$$

Se os efeitos gravitacionais forem desprezíveis e introduzindo-se a relação $q_m = q_{sc} \rho_{sc}$:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi}{B} \right) - \nabla \cdot \left(\frac{\mathbf{k}}{B\mu} \nabla p \right) = \frac{q_{sc}}{V_b}. \quad (8)$$

O termo $\partial(\phi/B)/\partial t$ pode ser reescrito usando-se as propriedades do fluido e da rocha, de forma a obter-se explicitamente as derivadas parciais da pressão e da temperatura em relação ao tempo [12],

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi}{B} \right) &= \left[\frac{1}{B} \frac{\partial \phi}{\partial p} + \phi \frac{\partial}{\partial p} \left(\frac{1}{B} \right) \right] \frac{\partial p}{\partial t} \\ &+ \left[\frac{1}{B} \frac{\partial \phi}{\partial T} + \phi \frac{\partial}{\partial T} \left(\frac{1}{B} \right) \right] \frac{\partial T}{\partial t}. \end{aligned} \quad (9)$$

Neste trabalho, considera-se que [11]

$$B = \frac{B^0}{1 + c_o(p - p^0) - c_{oT}(T - T^0)}, \quad (10)$$

e

$$\phi = \phi^0 [1 + c_\phi(p - p^0) - c_{\phi T}(T - T^0)], \quad (11)$$

onde B^0 e ϕ^0 são, respectivamente, o fator volume de formação e a porosidade nas condições de referência para a pressão, p^0 , e para a temperatura, T^0 . Os termos c_o e c_{oT} representam, respectivamente, a compressibilidade e o coeficiente de expansão térmica do óleo, enquanto que os termos c_ϕ e $c_{\phi T}$ são a compressibilidade e o coeficiente de expansão térmica da rocha, respectivamente.

Usando-se as Eqs. (10) e (11) na Eq. (9) resulta em

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi}{B} \right) &= \left(\frac{\phi c_o}{B^0} + \frac{\phi^0 c_\phi}{B} \right) \frac{\partial p}{\partial t} \\ &- \left(\frac{\phi c_{oT}}{B^0} + \frac{\phi^0 c_{\phi T}}{B} \right) \frac{\partial T}{\partial t}. \end{aligned} \quad (12)$$

A partir desse resultado é possível reescrever a Eq. (8) na forma

$$\Gamma_p \frac{\partial p}{\partial t} - \Gamma_T \frac{\partial T}{\partial t} - V_b \nabla \cdot \left(\frac{\mathbf{k}}{B\mu} \nabla p \right) - q_{sc} = 0, \quad (13)$$

onde

$$\Gamma_p = V_b \left(\frac{\phi c_o}{B^0} + \frac{\phi^0 c_\phi}{B} \right) \quad (14)$$

e

$$\Gamma_T = V_b \left(\frac{\phi c_{oT}}{B^0} + \frac{\phi^0 c_{\phi T}}{B} \right). \quad (15)$$

Para finalizar, a variação da viscosidade em função da temperatura é dada por [11]

$$\mu = a \exp \left(\frac{b}{T - T_{ref,\mu}} \right), \quad (16)$$

onde a e b são coeficientes específicos do óleo pesado e $T_{ref,\mu}$ é uma temperatura de referência.

A Eq. (13) é uma equação diferencial parcial não linear que será utilizada na determinação da variável dependente pressão do óleo. Para resolver-se a Eq. (13), além de se considerar o acoplamento com a temperatura (T), são necessárias condições inicial e de contorno apropriadas. Como condição inicial utiliza-se

$$p(x, y, t = 0) = p_{ini}(x, y), \quad (17)$$

onde a pressão inicial antes do reservatório ser perturbado pela produção/injeção é representada por p_{inic} . As condições de contorno externas são as de fluxo nulo nas fronteiras

$$\left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_{x=0, L_x} = \left(\frac{\partial p}{\partial y} \right)_{y=0, L_y} = 0, \quad (18)$$

onde L_x e L_y são os respectivos comprimentos do reservatório nas direções x e y .

Se o termo fonte q_{sc} for utilizado na caracterização do poço vertical (cujo comprimento é igual a L_{wf}), aplicando-se uma condição de contorno interna, do acoplamento poço-reservatório tem-se que [19]

$$q_{sc} = -J_w (p - p_{wf}), \quad (19)$$

onde J_w é o índice de produtividade e p_{wf} é a pressão no poço. Por hora, ressalta-se que a Eq. (19) permite o cálculo da pressão no poço se a sua vazão é prescrita e vice-versa. Será utilizada uma condição de vazão de produção prescrita.

2.2 Equação para a temperatura do reservatório

Utilizando o modelo a uma equação sem a hipótese de equilíbrio térmico local [18], em conjunto com uma modelagem incluindo a presença de termos fonte para a contabilização do aquecimento da jazida [11], a equação da conservação macroscópica de energia pode ser escrita como

$$\frac{\partial}{\partial t} (\overline{\rho c_p} T) + \nabla \cdot (\rho_o c_{p_o} \mathbf{v}_o T) = \nabla \cdot (\kappa \nabla T) + \frac{q_H}{V_b} + \frac{\rho_o c_{p_o} T q_{sc}}{V_b}, \quad (20)$$

onde h_o é a entalpia do fluido, q_H representa o termo de aquecimento (potência fornecida pelo poço de aquecimento) e κ é o tensor de dispersão térmica efetivo [18].

Desprezando-se os efeitos devidos à tortuosidade e à dispersão hidrodinâmica [18] o tensor efetivo pode ser escrito na forma

$$\kappa = [\phi \kappa_o + (1 - \phi) \kappa_r] \mathbf{I} \quad (21)$$

onde κ_o e κ_r são, respectivamente, as condutividades térmicas do fluido e da rocha.

A Eq. (20) é uma equação diferencial parcial não linear que será utilizada no cálculo da variável dependente temperatura. Para resolver-se a Eq. (20), além de se considerar a dependência da velocidade com a pressão, são necessárias condições inicial e de contorno apropriadas. Considera-se que a condição inicial é dada por

$$T(x, y, t = 0) = T_{ini}(x, y), \quad (22)$$

onde T_{inic} é a temperatura inicial antes do reservatório ser perturbado pela produção/injeção. As condições de contorno externas são as de fluxo nulo nas fronteiras do reservatório

$$\left(\frac{\partial T}{\partial x} \right)_{x=0, L_x} = \left(\frac{\partial T}{\partial y} \right)_{y=0, L_y} = 0. \quad (23)$$

Pensando na resolução numérica, as Eqs. (13) e (20) são reescritas como

$$\Gamma_p \frac{\partial p}{\partial t} - V_b \nabla \cdot \left(\frac{\mathbf{k}}{B\mu} \nabla p \right) = \frac{q_{sc}}{V_b} + \Gamma_T \frac{\partial T}{\partial t} \quad (24)$$

e

$$\frac{\partial}{\partial t} (\overline{\rho c_p} T) - \nabla \cdot (\kappa \nabla T) = \frac{q_H}{V_b} + \frac{\rho_o c_{p_o} T q_{sc}}{V_b} + \nabla \cdot (\rho_o c_{p_o} \mathbf{v}_o T), \quad (25)$$

e as suas semelhanças serão exploradas quando da resolução numérica, no que diz respeito às derivadas temporais, espaciais e termos de fonte/sorvedouro.

3 Resolução Numérica

As aplicações iniciais da simulação numérica de reservatórios de petróleo remontam à década de 1950 e ela se tornou, hoje em dia, uma ferramenta padrão para a indústria do petróleo [19]. Para certos casos simplificados como, por exemplo, o escoamento isotérmico unidimensional de um fluido incompressível (ou ligeiramente compressível) em um meio poroso, existem soluções analíticas para a determinação do campo de pressões. Por outro lado, para sistemas mais complexos, a utilização de soluções numéricas deve ser considerada.

3.1 Discretização da EDP para a pressão

No particionamento do reservatório empregou-se uma malha de blocos centrados [19, 20, 21], que resulta numa formulação semelhante a do método dos volumes finitos. Uma representação esquemática de um domínio bidimensional discretizado pode ser vista na Figura 2, para o sistema de coordenadas cartesianas. A solução numérica é obtida nos nós da malha computacional, localizados nos centros das células, sendo n_x e n_y as quantidades de células nas direções x e y , respectivamente. Os índices inteiros i e j representam as numerações das células nas respectivas direções x e y .

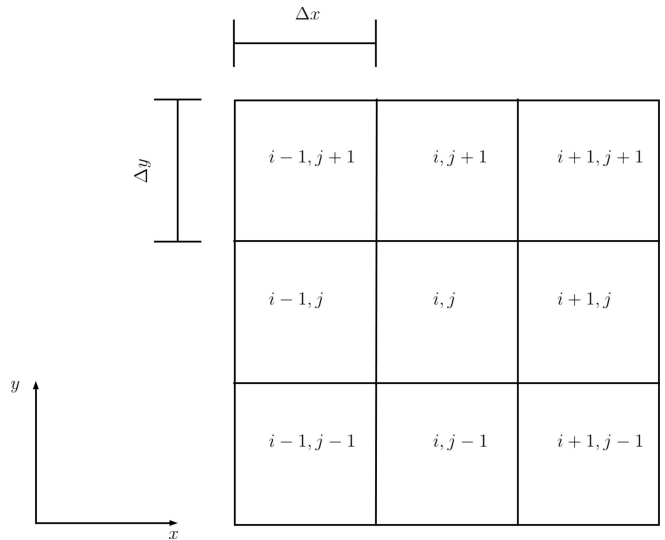


Figura 2: Malha bidimensional. Fonte: os autores.

Para o problema do escoamento bidimensional (sem os efeitos gravitacionais) pode-se escrever a equação da pressão na forma discretizada

$$\left\{ \frac{\partial}{\partial x} \left(T'_x \frac{\partial p}{\partial x} \right) \Delta x + \frac{\partial}{\partial y} \left(T'_y \frac{\partial p}{\partial y} \right) \Delta y \right\}_{i,j}^{n+1} = \left\{ \Gamma_p \frac{\partial p}{\partial t} + \Gamma_T \frac{\partial T}{\partial t} + q_{sc} \right\}_{i,j}^{n+1}, \quad (26)$$

com as incógnitas sendo avaliadas em i, j e no tempo $n + 1$, com $(V_b)_{i,j} = (\Delta x \Delta y)_{i,j} L_z$ para as Eqs. (13), (14) e (15), e introduziu-se as novas variáveis

$$\mathbb{T}'_x \equiv \frac{A_x k_x}{\mu B} \quad \text{e} \quad \mathbb{T}'_y \equiv \frac{A_y k_y}{\mu B}, \quad (27)$$

onde $(A_x)_{i,j} = \Delta y_{i,j} L_z$ e $(A_y)_{i,j} = \Delta x_{i,j} L_z$, sendo $\Delta x_{i,j}$ e $\Delta y_{i,j}$, respectivamente, os espaçamentos da malha nas direções x e y na célula i, j e L_z o comprimento do reservatório na direção z .

Considerando-se um arranjo unidimensional de malha computacional, como o apresentado na Figura 3, e empregando-se o método de diferenças finitas [19], obtém-se

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\mathbb{T}'_x \frac{\partial p}{\partial x} \right)_{i,j}^{n+1} \cong \frac{1}{\Delta x_{i,j}} \left[\left(\mathbb{T}'_x \frac{\partial p}{\partial x} \right)_{i+\frac{1}{2},j} \right]^{n+1} - \frac{1}{\Delta x_{i,j}} \left[\left(\mathbb{T}'_x \frac{\partial p}{\partial x} \right)_{i-\frac{1}{2},j} \right]^{n+1}. \quad (28)$$

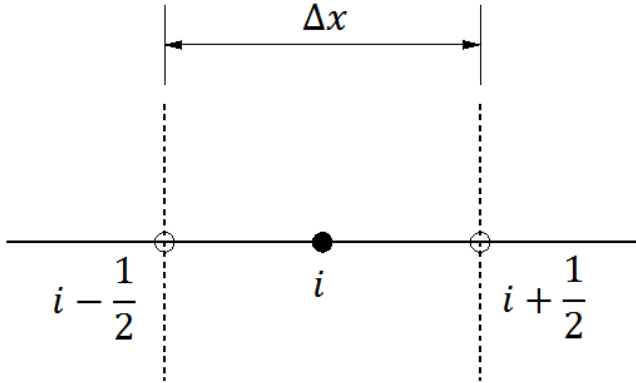


Figura 3: Malha unidimensional. Fonte: os autores.

Introduz-se, em seguida, a transmissibilidade na direção x como sendo dada por

$$\mathbb{T}_{x,i\pm\frac{1}{2},j}^{n+1} = \left(\frac{A_x k_x}{\mu B \Delta x} \right)_{i\pm\frac{1}{2},j}^{n+1}, \quad (29)$$

onde é utilizada, para a área A_x e a permeabilidade k_x , uma média harmônica para determinar-se os seus valores na posição da interface $i \pm 1/2, j$, a partir dos valores conhecidos nas localizações i, j e $i \pm 1, j$, enquanto que para as propriedades do fluido uma média aritmética é aplicada [19]. Uma expressão similar pode ser obtida para a transmissibilidade na direção y .

Utilizando-se uma formulação totalmente implícita no tempo é possível obter-se a forma final discretizada da Eq. (26),

$$\begin{aligned} & \mathbb{T}_x \Big|_{i+1/2,j}^{n+1} (p_{i+1,j}^{n+1} - p_{i,j}^{n+1}) \\ & - \mathbb{T}_x \Big|_{i-1/2,j}^{n+1} (p_{i,j}^{n+1} - p_{i-1,j}^{n+1}) \\ & + \mathbb{T}_y \Big|_{i,j+1/2}^{n+1} (p_{i,j+1}^{n+1} - p_{i,j}^{n+1}) \\ & - \mathbb{T}_y \Big|_{i,j-1/2}^{n+1} (p_{i,j}^{n+1} - p_{i,j-1}^{n+1}) \\ & = \frac{(\Gamma_p)_{i,j}^{n+1}}{\Delta t} (p_{i,j}^{n+1} - p_{i,j}^n) + \frac{(\Gamma_T)_{i,j}^{n+1}}{\Delta t} (T_{i,j}^{n+1} - T_{i,j}^n) \\ & + (q_{sc})_{i,j}^{n+1}, \end{aligned} \quad (30)$$

onde aplicou-se aproximações de Euler recuadas no tempo,

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t} \right)_{i,j}^{n+1} \cong \frac{p_{i,j}^{n+1} - p_{i,j}^n}{\Delta t} \quad (31)$$

e

$$\left(\frac{\partial T}{\partial t} \right)_{i,j}^{n+1} \cong \frac{T_{i,j}^{n+1} - T_{i,j}^n}{\Delta t}, \quad (32)$$

nas quais n indica o nível de tempo em que a pressão e a temperatura são conhecidas.

O termo $(q_{sc})_{i,j}^{n+1}$ pode ser utilizado para incluir, no modelo adotado, a pressão no poço. Neste caso, a forma discreta da Eq. (19) é:

$$(q_{sc})_{i,j}^{n+1} = -(J_w)_{i,j}^{n+1} [p_{i,j}^{n+1} - (p_{wf})_{i,j}^{n+1}], \quad (33)$$

sendo o índice de produtividade, J_w , calculado por [19]

$$(J_w)_{i,j}^{n+1} = \left[\frac{2\pi \sqrt{k_x k_y} L_z}{B\mu \ln \left(\frac{r_{eq}}{r_w} \right)} \right]_{i,j}^{n+1} \quad (34)$$

onde r_w é o raio do poço e o raio equivalente, r_{eq} , é calculado através da equação [22]

$$r_{eq} = 0,28 \left[\frac{\sqrt{\frac{k_y}{k_x} (\Delta x)^2 + \frac{k_x}{k_y} (\Delta y)^2}}{\sqrt[4]{\frac{k_y}{k_x}} + \sqrt[4]{\frac{k_x}{k_y}}} \right]_{i,j}. \quad (35)$$

3.2 Discretização da EDP para a temperatura

A discretização é realizada de forma similar a que foi empregada para o caso da pressão. Inicialmente, reescreve-se a Eq. (25) na forma

$$\frac{\partial}{\partial t} (\bar{\rho} c_p T) - \nabla \cdot (\kappa \nabla T) = \frac{q_H}{V_b} + \frac{\rho_o h_o q_{sc}}{V_b} + \varphi, \quad (36)$$

onde $\varphi = \nabla \cdot (\rho_o \mathbf{v}_o h_o)$. Considerando-se, em seguida, a determinação da temperatura na célula i, j e no nível de tempo $n + 1$, pode-se escrever para a formulação totalmente implícita que

$$\left\{ \frac{\partial}{\partial x} \left(\kappa_x \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\kappa_y \frac{\partial T}{\partial y} \right) \right\}_{i,j}^{n+1} = \left\{ \frac{\partial}{\partial t} (\bar{\rho} c_p T) - \frac{q_H}{V_b} - \frac{\rho_o h_o q_{sc}}{V_b} - \varphi \right\}_{i,j}^{n+1}, \quad (37)$$

cujas formas são muito parecidas com a da Eq. (26). Então, para os dois termos da Eq. (37) aplica-se uma metodologia análoga à utilizada na discretização da Eq. (26):

$$\begin{aligned} & \mathbb{K}_x \Big|_{i+1/2,j}^{n+1} (T_{i+1,j} - T_{i,j})^{n+1} \\ & - \mathbb{K}_x \Big|_{i-1/2,j}^{n+1} (T_{i,j} - T_{i-1,j})^{n+1} \\ & + \mathbb{K}_y \Big|_{i,j+1/2}^{n+1} (T_{i,j+1} - T_{i,j})^{n+1} \\ & - \mathbb{K}_y \Big|_{i,j-1/2}^{n+1} (T_{i,j} - T_{i,j-1})^{n+1} \\ & = V_b \left[\frac{(\bar{\rho} c_p)}{\Delta t} \right]_{i,j}^{n+1} (T_{i,j}^{n+1} - T_{i,j}^n) \\ & + (\rho_o h_o q_{sc})_{i,j}^{n+1} + \Phi_{i,j}^{n+1} + (q_H)_{i,j}^{n+1}, \end{aligned} \quad (38)$$

onde

$$\mathbb{K}_x \Big|_{i\pm 1/2,j}^{n+1} = \left(\frac{A_x \kappa_x}{\Delta x} \right)_{i\pm 1/2,j}^{n+1}, \quad (39)$$

$$\mathbb{K}_y \Big|_{i,j\pm 1/2}^{n+1} = \left(\frac{A_y \kappa_y}{\Delta y} \right)_{i,j\pm 1/2}^{n+1}, \quad (40)$$

e

$$\begin{aligned} \frac{\Phi_{i,j}^{n+1}}{\rho_{sc}} &= (h_o \mathbb{T}_x)_{i-1/2,j}^{n+1} (p_{i,j} - p_{i-1,j})^{n+1} \\ & - (h_o \mathbb{T}_x)_{i+1/2,j}^{n+1} (p_{i+1,j} - p_{i,j})^{n+1} \\ & + (h_o \mathbb{T}_y)_{i,j-1/2}^{n+1} (p_{i,j} - p_{i,j-1})^{n+1} \\ & - (h_o \mathbb{T}_y)_{i,j+1/2}^{n+1} (p_{i,j+1} - p_{i,j})^{n+1}, \end{aligned} \quad (41)$$

com os termos tendo sido reescritos de forma a utilizar-se as transmissibilidades na definição de $\Phi_{i,j}^{n+1}$. Ela servirá de base para a estratégia de resolução numérica usando uma decomposição de operadores.

3.3 Decomposição de operadores

As Eqs. (30) e (38) formam um sistema de equações algébricas não lineares que quando resolvido conduz aos valores das variáveis p e T [23]. Para tanto, a velocidade de Darcy na Eq. (38) pode ser usada para explicitar-se

a pressão ou ela pode ser mantida como uma incógnita. A temperatura também é explicitada a partir da função entalpia. Nos dois casos, a Eq. (38) permanece com uma não linearidade no termo que contém originariamente a velocidade de Darcy. A resolução desse sistema, para uma malha computacional com um número de células na casa dos milhares, já começa a exigir uma quantidade de memória e de processamento significativas.

Uma outra questão importante é a forma final das equações algébricas. Por exemplo, Singh et al. (2011) [24] trataram do problema não isotérmico, no escoamento em meios porosos, reescrevendo o termo de advecção de modo a explicitar o efeito de resfriamento Joule-Thompson. Como é sabido, existem métodos numéricos específicos para resolver diferentes tipos de EDPs [14]. Em um mesmo sistema de EDPs é possível, por exemplo, existirem equações parabólicas e hiperbólicas. Portanto, seria desejável que cada equação diferencial pudesse ser resolvida usando o melhor método disponível, tendo em vista as suas características matemáticas.

Na literatura, existem propostas de estratégias de resolução numérica, para o problema do escoamento não isotérmico em meios porosos, que baseiam-se no uso de uma decomposição de operadores (*operator splitting*), tais como as encontradas nos trabalhos de Rousset (2010) e Dyrdaahl (2014) [11, 12] e Vennemo (2016) [14]. Neste tipo de solução, o sistema original escrito em termos de p e T é dividido em dois subsistemas de equações, um para p e outro para T , com um estágio de troca de informações entre estes dois últimos subsistemas. No caso mais geral, isto permite, por exemplo, que diferentes métodos de solução sejam aplicados para cada EDP. Este tipo de abordagem já vem sendo aplicada com sucesso há bastante tempo em outros problemas, tais como nos métodos do tipo IMPES (*Implicit Pressure Explicit Saturation*) [19, 25] utilizados em problemas de escoamento multifásico em meios porosos.

Um dos objetivos da decomposição de operadores é o de resolver mais rapidamente os dois subproblemas definidos, quando comparado com a resolução do sistema acoplado de equações para todas as incógnitas. Conforme destacado em Vennemo (2016) [14], os métodos de decomposição de operadores têm sido aplicados a uma ampla gama de problemas, incluindo as simulações de escoamento de água subterrânea, a modelagem da poluição do ar e os problemas envolvendo a combustão. No entanto, ao desacoplar-se as equações introduz-se uma fonte adicional de erro. Por isso, a convergência e a acurácia dos métodos de decomposição de operadores têm sido extensivamente estudadas e sabe-se que algumas precauções devem ser tomadas, em função do tipo de equação que se está tratando [13]. No caso estudado por Vennemo (2016) [14], por exemplo, mostra-se que o uso de iterações internas para determinar p e T devem estar condicionadas ao uso de iterações externas para verificar a convergência do sistema como um todo. Todos os testes nos quais a convergência foi regida por tolerâncias numéricas e não por número de iterações prescritas leva-

ram aos melhores resultados. Este tipo de estratégia foi adotada no presente trabalho.

Do ponto de vista da implementação computacional, existe uma vantagem quando os subsistemas de equações são semelhantes, uma vez que as mesmas rotinas de resolução utilizadas em um subsistema podem ser usadas no outro. Por isso, optou-se por utilizar as Eqs. (30) e (38) reescritas de forma que, tanto para p quanto para T , as matrizes dos coeficientes fossem pentadiagonais e que através dos termos fontes se desse a troca de informações entre os dois subsistemas. Portanto, considerando uma decomposição de operadores que leve a uma sequência de resolução primeiramente para a determinação de p e, em seguida, para a temperatura T , essas equações são reescritas respectivamente como

$$\begin{aligned} & \mathbb{T}_y \Big|_{i,j-1/2}^{v,n+1} p_{i,j-1}^{v+1,n+1} + \mathbb{T}_x \Big|_{i-1/2,j}^{v,n+1} p_{i-1,j}^{v+1,n+1} - \Psi p_{i,j}^{v+1,n+1} \\ & + \mathbb{T}_x \Big|_{i+1/2,j}^{v,n+1} p_{i+1,j}^{v+1,n+1} + \mathbb{T}_y \Big|_{i,j+1/2}^{v,n+1} p_{i,j+1}^{v+1,n+1} = (q_{sc})_{i,j}^{n+1} \\ & - \frac{(\Gamma_p)_{i,j}^{v,n+1}}{\Delta t} p_{i,j}^n + \frac{(\Gamma_T)_{i,j}^{v,n+1}}{\Delta t} (T_{i,j}^{w,n+1} - T_{i,j}^n) \end{aligned} \quad (42)$$

e

$$\begin{aligned} & \mathbb{K}_x \Big|_{i,j-1/2}^{w,n+1} T_{i,j-1}^{w+1,n+1} + \mathbb{K}_x \Big|_{i-1/2,j}^{w,n+1} T_{i-1,j}^{w+1,n+1} - \Omega T_{i,j}^{w+1,n+1} \\ & + \mathbb{K}_x \Big|_{i+1/2,j}^{w,n+1} T_{i+1,j}^{w+1,n+1} + \mathbb{K}_y \Big|_{i,j+1/2}^{w,n+1} T_{i,j+1}^{w+1,n+1} = (q_H)_{i,j}^{n+1} \\ & - \left[\frac{V_b(\overline{\rho c_p})_{i,j}^{w,n+1}}{\Delta t} \right] T_{i,j}^n + (\rho_o h_o q_{sc})_{i,j}^{w,n+1} + \Phi_{i,j}^{\bar{v},n+1} \end{aligned} \quad (43)$$

tendo sido introduzidas as variáveis

$$\begin{aligned} \Psi &= \mathbb{T}_y \Big|_{i,j-1/2}^{v,n+1} + \mathbb{T}_x \Big|_{i-1/2,j}^{v,n+1} + \frac{(\Gamma_p)_{i,j}^{v,n+1}}{\Delta t} + \mathbb{T}_x \Big|_{i+1/2,j}^{v,n+1} \\ & + \mathbb{T}_y \Big|_{i,j+1/2}^{v,n+1}, \end{aligned} \quad (44)$$

$$\begin{aligned} \Omega &= \mathbb{K}_y \Big|_{i,j-1/2}^{w,n+1} + \mathbb{K}_x \Big|_{i-1/2,j}^{w,n+1} + \frac{V_b(\overline{\rho c_p})_{i,j}^{w,n+1}}{\Delta t} \\ & + \mathbb{K}_x \Big|_{i+1/2,j}^{w,n+1} + \mathbb{K}_y \Big|_{i,j+1/2}^{w,n+1}, \end{aligned} \quad (45)$$

e onde os sobrescritos v e w referem-se, respectivamente, aos níveis iterativos para as soluções dos problemas para p e T . O sobrescrito \bar{v} indica que o termo $\Phi_{i,j}^{n+1}$ está sendo avaliado com as propriedades que foram determinadas no nível iterativo v , para o qual se obteve as pressões em $v+1, n+1$, também usadas em $\Phi_{i,j}^{n+1}$, obtidas quando da solução da Eq. (42). O mesmo tipo de raciocínio foi utilizado para o termo $T_{i,j}^{w,n+1}$.

Assim sendo, considerou-se uma linearização a partir do uso de coeficientes determinados em uma iteração

externa, onde há um teste de convergência, na presença de iterações internas para a solução de p (iterações em v) e para T (iterações em w), seguindo de uma iteração de Picard [19]. Em resumo, a ordem de resolução é:

1. cálculo dos coeficientes e dos termos fontes das equações;
2. resolução para a determinação de p^{n+1} considerando o valor de T^{n+1} mais recentemente calculado;
3. resolução para o cálculo de T^{n+1} empregando o valor mais recente de p^{n+1} ;
4. teste de convergência para o sistema de equações como um todo.

Na solução de cada subproblema foi utilizado o método iterativo dos Gradientes Conjugados [26]. Como critério de interrupção considera-se que o resíduo deve ser menor que as tolerâncias tol_p e tol_T para o cálculo da pressão e da temperatura, respectivamente.

Destaca-se que o simulador numérico desenvolvido foi escrito em linguagem de programação C e que todas as simulações foram executadas em um computador DELL PowerEdge T630 com o sistema operacional Linux OpenSuse 42.1, cujas principais características são:

1. máquina de arquitetura 64 bits;
2. memória de 64 GB; e
3. dois processadores Intel Xeon E5-2620 com 2 GHz de frequência e 6 núcleos (12 threads).

4 Resultados Numéricos

Para as simulações numéricas, optou-se pela definição de um conjunto padrão de parâmetros, tendo sido adotado um arranjo composto de um poço produtor vertical, centralizado no plano xy , com quatro poços de aquecimento posicionados ao seu redor, conforme ilustrado na Figura 4. Os aquecedores estão localizados a uma distância de 80 m do poço produtor.

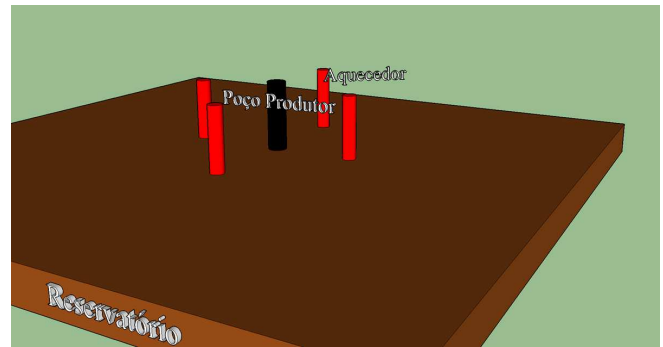


Figura 4: Poços produtor e aquecedores. Fonte: os autores.

A Tabela 1 traz os parâmetros utilizados no caso padrão. Salvo menção contrária, os dados apresentados nessa tabela são os utilizados em todas as simulações. Tomando por base alguns exemplos da literatura [11, 27], a ideia do caso padrão é a de representar uma configuração de produção e aquecimento que se repetiria ao longo do reservatório, formando uma malha de poços produtores e aquecedores. Assim, as dimensões do reservatório estudado são relativamente pequenas quando comparadas as de um reservatório real.

Neste trabalho, um caso de simulação de óleo convencional foi adaptado utilizando-se dados disponíveis na literatura. O valor da pressão inicial, no entanto, foi superestimado de modo a garantir que, para todos os casos simulados, a vazão adotada não levasse a uma situação de interrupção da produção por falta de potencial da jazida, quando da ausência dos aquecedores.

Tabela 1 Parâmetros para o caso padrão.

Parâmetro	Valor	Unidade
n_x e n_y	185	–
tol_p	1×10^{-6}	kPa
tol_T	1×10^{-6}	K
n_{inc}	1,1	–
t_{max}	1.000	dia
Δt_0	0,1	dia
Δt_f	1,0	dia
$Q_{sc} = \sum q_{sc}$	-10	std m ³ /dia
k_x e k_y	$1,0 \times 10^{-14}$	m ²
ϕ e ϕ^0	0,20	–
c_ϕ	$4,35 \times 10^{-7}$	kPa ⁻¹
p_{ini} e p^0	69.000	kPa
T_{ini} e T^0	330	K
ρ_{sc}	840	kg/m ³
c_o	$7,25 \times 10^{-7}$	kPa ⁻¹
B_{sc}	1,3	m ³ /std m ³
L_x e L_y	1.840	m
L_z	40	m
L_{wf}	40	m
c_{vo}	1.800	J/(kg K)
c_{po}	2.100	J/(kg K)
c_{oT}	$9,2 \times 10^{-4}$	K ⁻¹
κ_o	0,4225	W/(m K)
$c_{v\phi}$	1.200	J/(kg K)
κ_o	3,5	W/(m K)
ρ_r	2500	kg/m ³
$c_{\phi T}$	$1,8 \times 10^{-3}$	K ⁻¹
$Q_H = \sum q_H$	40.000	W
a	$2,0 \times 10^{-4}$	Pa.s
b	333,33	K
$T_{ref,\mu}$	277,78	K

Os resultados apresentam os perfis de pressão ao longo da direção x , para $y = L_y/2$, e para o tempo máximo de produção (t_{max}) de 1.000 dias, visando-se à avaliação do efeito do aquecimento na manutenção do potencial energético para o escoamento no reservatório. Faz-se uso, também, da condição de simetria do problema, resultante da distribuição dos aquecedores, das

características da rocha do reservatório, da geometria e dos espaçamentos da malha ($\Delta x = \Delta y$), a fim de favorecer a análise dos resultados.

4.1 Convergência numérica

A Tabela 2 mostra o número de células empregadas na geração das diferentes malhas computacionais empregadas no estudo de convergência numérica, mediante o refinamento da malha computacional. Nestas simulações, o passo de tempo foi mantido constante e igual a 0,1 dia.

Tabela 2 Refinamento de malha.

Malha	1	2	3	4	5
$n_x = n_y$	23	47	93	185	369

A Figura 5 exibe as curvas de pressão do reservatório obtidas com as cinco malhas apresentadas na Tabela 2. Observa-se que, exceto para o ponto no qual está posicionado o termo fonte que representa o poço de produção (uma singularidade [23]), as soluções estão próximas uma das outras e verifica-se a sobreposição das curvas. Conforme o esperado, as curvas são simétricas em função das condições de isotropia e homogeneidade do reservatório, uma vez que $\Delta x = \Delta y$ e devido ao tipo de arranjo dos poços produtor e aquecedores.

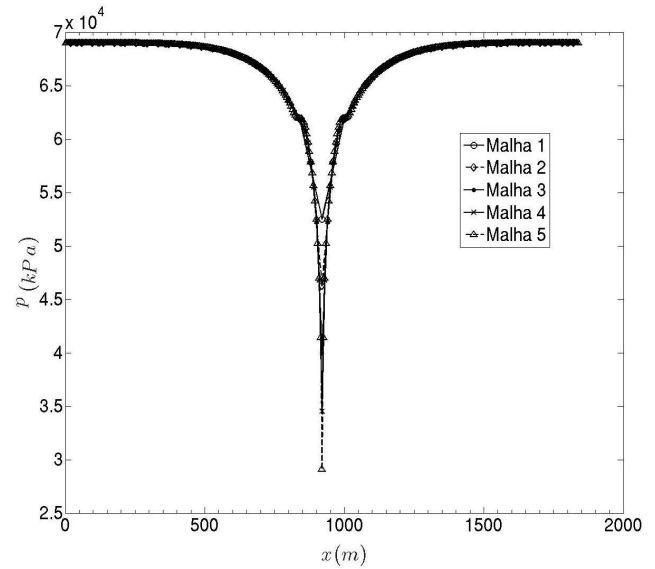


Figura 5: Perfis de pressão para diferentes malhas. Fonte: os autores.

Para uma melhor visualização, uma ampliação de parte dos resultados é mostrada na Figura 6, tirando-se proveito da simetria da solução. Com a amplificação é possível verificar que as soluções estão realmente bem próximas, excetuando-se a região onde encontra-se a fonte de produção do óleo. Perto dos aquecedores (localizados em $x = 840$ m e $x = 1000$ m) as soluções encontram-se mais distantes, mas observa-se que elas ficam cada vez mais próximas à medida que a malha espacial é refinada. Portanto, entende-se que as evidências

numéricas levam à conclusão de que os resultados convergem.

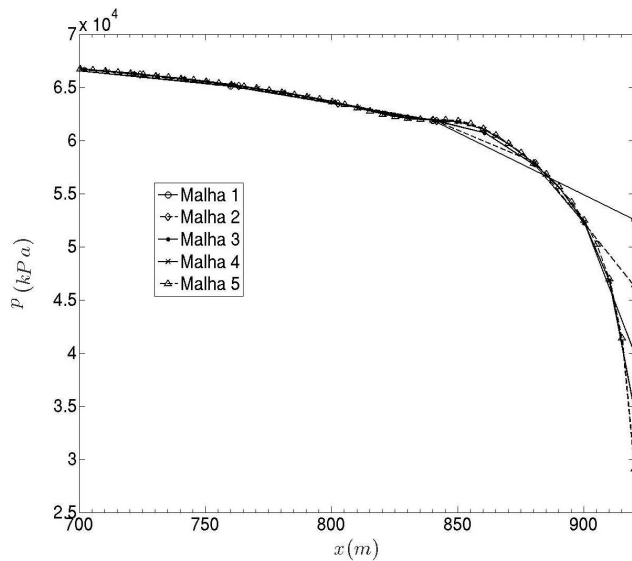


Figura 6: Perfis de pressão para diferentes malhas (ampliação). Fonte: os autores.

Nas simulações de reservatórios, muitas vezes utiliza-se um passo de tempo pequeno para uma melhor captura e visualização dos resultados nos instantes iniciais da produção. Entretanto, este incremento de tempo aumenta de valor ao longo da simulação, atingindo um valor limite preestabelecido para o restante dos cálculos. Após a realização de testes preliminares, optou-se por iniciar as simulações com um passo de tempo (Δt_0) de 0,1 dia, com uma razão de crescimento (n_{inc}) de 1,1 para os passos consecutivos, até atingir-se o incremento de tempo final (Δt_f) de 1 dia.

4.2 Estudo de sensibilidade

Dando prosseguimento, passa-se agora à análise dos efeitos provocados pela variação de alguns dos parâmetros físicos (permeabilidade, viscosidade e porosidade) nos valores da pressão e da temperatura do reservatório de óleo pesado, com um poço produtor e quatro de aquecimento.

4.2.1 Permeabilidade

Inicialmente, analisa-se o efeito da mudança da permeabilidade do reservatório. Conforme pode ser visto, na Figura 7, uma menor permeabilidade conduz a uma maior queda de pressão, em conformidade com o previsto pela lei de Darcy. Nota-se, também, que a simetria da solução foi preservada. Cabe ressaltar que a permeabilidade tem influência direta tanto na determinação da pressão quanto na da temperatura, sendo uma das propriedades de maior impacto no escoamento em meios porosos.

Por outro lado, a Figura 8 mostra que o perfil de temperatura é menos sensível à variação da permeabilidade para a faixa de valores fixados. Destaca-se, ainda, que os perfis são simétricos e nota-se, de acordo com a

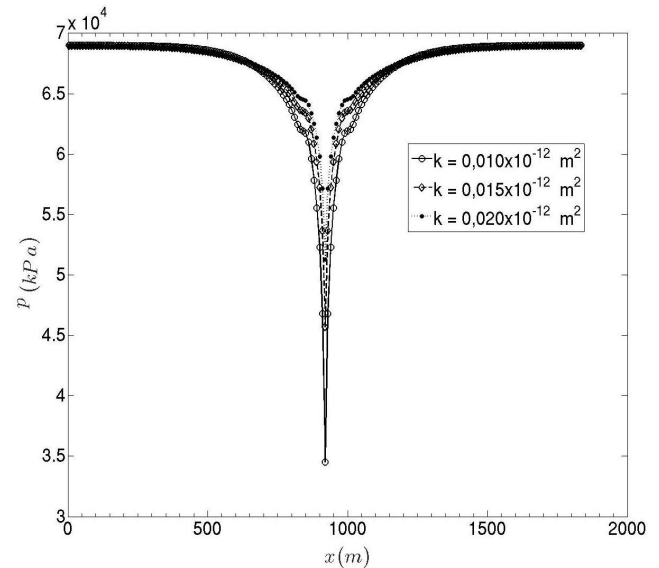


Figura 7: Perfis de pressão para diferentes valores da permeabilidade. Fonte: os autores.

física, uma elevação do valor da temperatura nas posições correspondentes ao posicionamento dos aquecedores. Esta variação chega a uma diferença de aproximadamente 100 K em relação ao valor inicial da temperatura do reservatório (330 K).

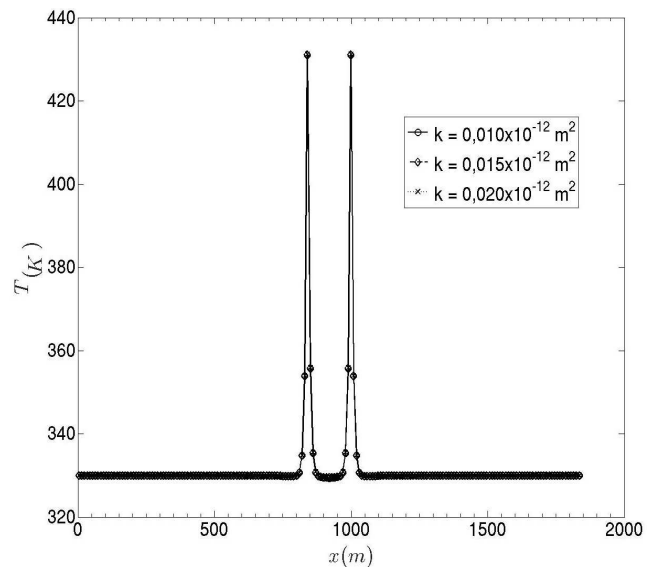


Figura 8: Perfis de temperatura para diferentes valores da permeabilidade. Fonte: os autores.

4.2.2 Viscosidade

As Figuras 9 e 10 trazem os resultados calculados considerando-se a variação do coeficiente a na correlação para a viscosidade (Eq. (16)) e, assim, alterando-se a viscosidade do óleo pesado que encontra-se escoando no reservatório. Esta comparação é muito relevante, uma vez

que é justamente a redução da viscosidade do óleo o principal objetivo da técnica de aquecimento, visando a diminuir a queda de pressão no reservatório. Para os maiores valores de a obtêm-se os maiores valores das viscosidades e, conseqüentemente, as maiores quedas de pressão. Logo, elas podem ser atenuadas com uso do aquecimento, conforme pode ser constatado na Figura 9. Assim como a permeabilidade, a viscosidade tem um impacto significativo na dinâmica do escoamento em meios porosos, uma vez que quanto maior for a viscosidade maior será a resistência ao escoamento para um mesmo gradiente de pressão.

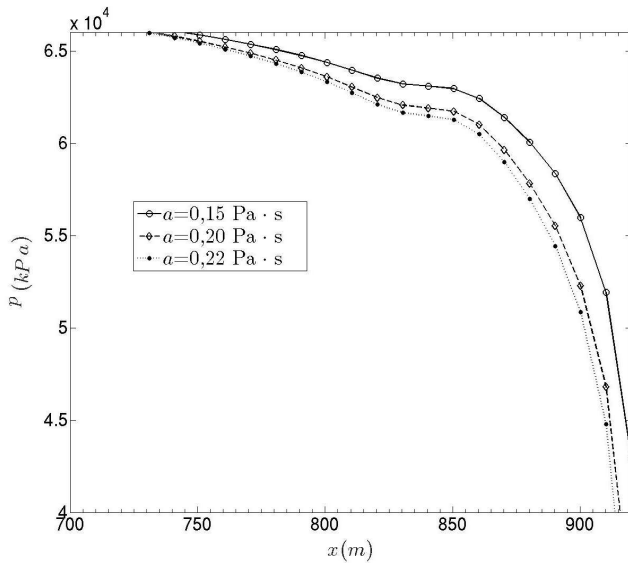


Figura 9: Perfis de pressão para diferentes valores da viscosidade do óleo. Fonte: os autores.

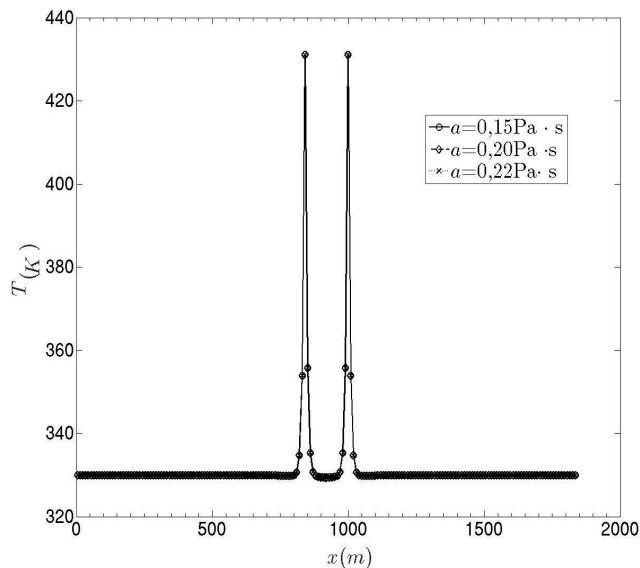


Figura 10: Perfis de temperatura para diferentes valores viscosidade do óleo. Fonte: os autores.

Inicialmente, utilizou-se $a = 0,25 \text{ Pa}\cdot\text{s}$ ao invés de $a = 0,22 \text{ Pa}\cdot\text{s}$. Entretanto, para esse valor e com as con-

dições de escoamento consideradas, o reservatório não teve energia suficiente para manter a produção prefixada, mesmo na presença do aquecimento (razão pela qual foi imposta uma pressão inicial mais elevada). Assim, fica clara a importância da viscosidade na análise da viabilidade da técnica de recuperação não convencional, no contexto do aquecimento da jazida, aumentando as chances de se ter uma maior quantidade de óleo recuperada.

De modo similar ao que aconteceu quando da variação dos valores da permeabilidade, o perfil de temperatura, Figura 10, sofreu uma menor influência no que diz respeito à variação da viscosidade do óleo.

4.2.3 Porosidade

O estudo também foi estendido para a análise da variação da porosidade. Assim como a permeabilidade, essa é uma propriedade que aparece em alguns dos coeficientes das equações diferenciais parciais que governam as mudanças de pressão e temperatura. As Figuras 11 e 12 mostram os resultados para os casos teste considerados.

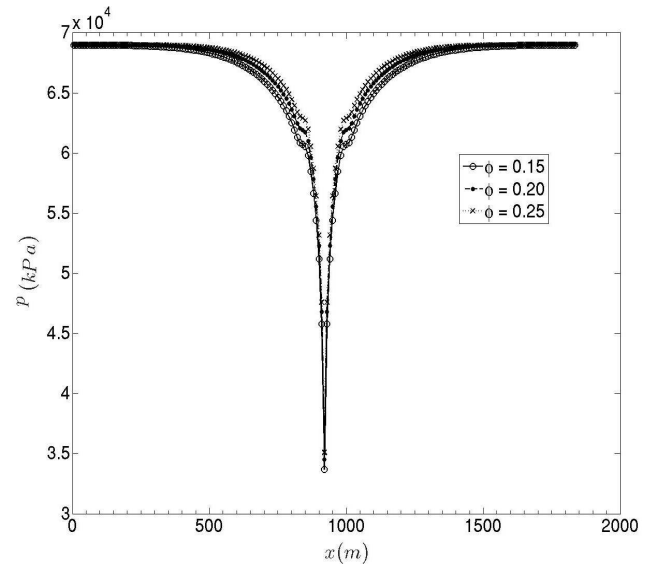


Figura 11: Perfis de pressão para diferentes valores da porosidade. Fonte: os autores.

Conforme pode ser observado na Figura 11, o efeito da diminuição da porosidade se traduz em uma maior queda da pressão do óleo, devido a menor quantidade de fluido disponível para ser produzido. Neste caso, também, a solução numérica produziu corretamente um perfil de pressão simétrico.

Já a Figura 12 apresenta os perfis de temperatura obtidos. Constata-se que há uma diminuição da transferência de calor da região dos poços de aquecimento para a região do meio poroso que se encontra na vizinhança deles, conforme os valores da porosidade aumentam. Isto faz sentido, pois neste caso o calor específico do fluido, maior do que o da rocha, aumenta a sua importância no termo de acumulação da equação do balanço de energia (25).

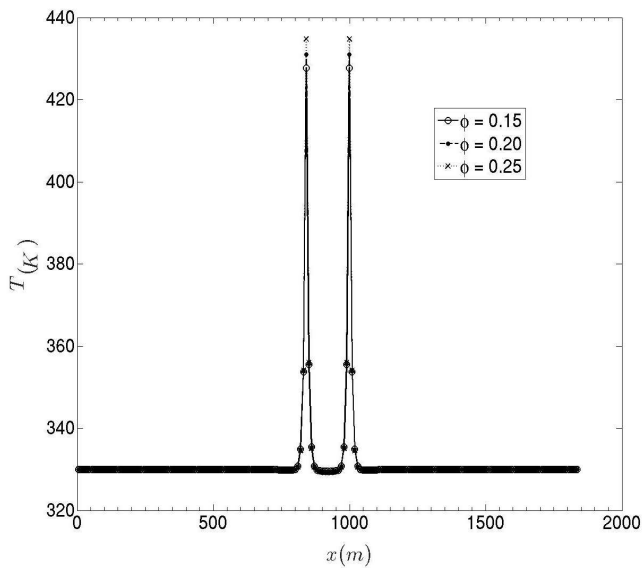


Figura 12: Perfis de temperatura para diferentes valores da porosidade. Fonte: os autores.

4.3 Poços aquecedores

Os últimos resultados abordam as questões relacionadas à importância do arranjo, da quantidade e da taxa de aquecimento dos poços aquecedores nos perfis de pressão do óleo e temperatura do reservatório.

4.3.1 Taxa de aquecimento

Os valores para a pressão e a temperatura, em função da variação da taxa de aquecimento (potência dos aquecedores), podem ser vistos nas Figuras 13, 14 e 15.

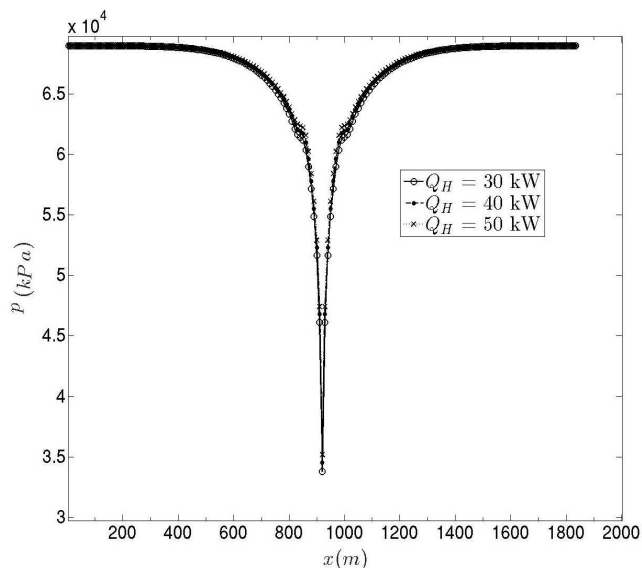


Figura 13: Perfis de pressão para diferentes taxas de aquecimento. Fonte: os autores.

Do ponto de vista da física, à medida que aumenta-se a taxa de aquecimento reduz-se ainda mais a viscosidade

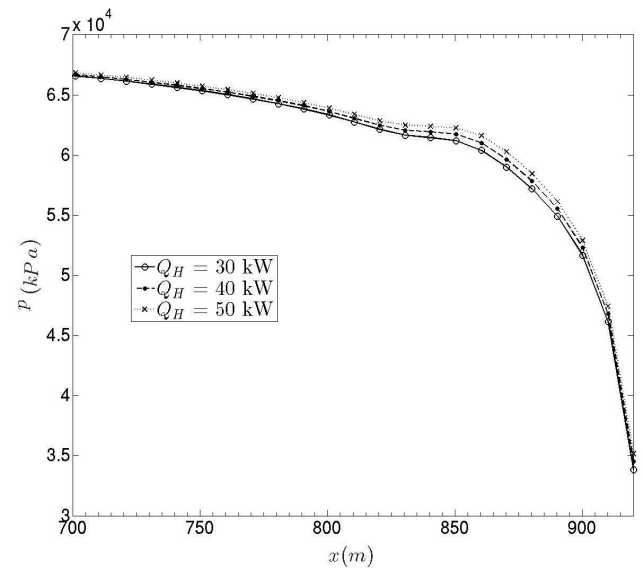


Figura 14: Perfis de pressão para diferentes taxas de aquecimento (ampliação). Fonte: os autores.

do óleo e, em decorrência, preserva-se a energia disponível no meio poroso para fazer o fluido escoar, levando a uma maior manutenção da pressão, conforme pode ser observado na Figura 13 e na sua respectiva ampliação, Figura 14.

Os perfis de temperatura em função da variação da potência dos aquecedores são mostrados na Figura 15. Para que o balanço de energia seja preservado, vê-se que a temperatura aumenta na região correspondente aos poços aquecedores, devido à energia térmica extra que é fornecida ao reservatório. Os valores máximos correspondem a aproximadamente 406 K, 431 K e 456 K para as potências de 30 kW, 40 kW e 50 kW, respectivamente.

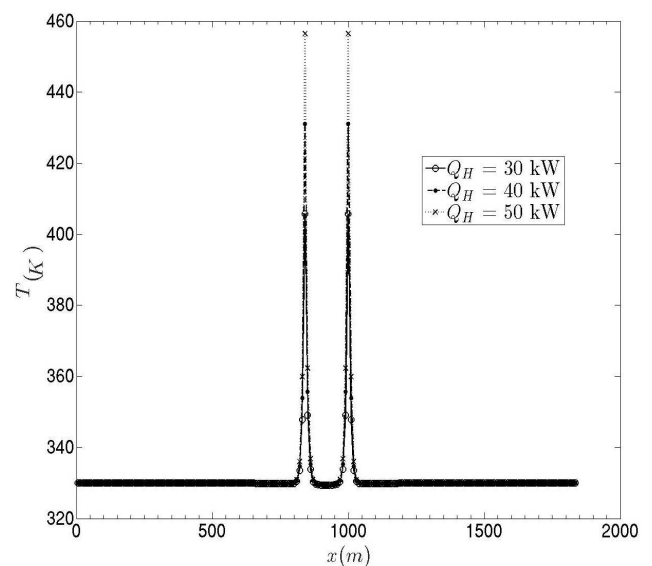


Figura 15: Perfis de temperatura para diferentes taxas de aquecimento. Fonte: os autores.

4.3.2 Número de poços

Na Figura 16, na sua versão ampliada (Figura 17) e na Figura 18 são apresentados os resultados para a variação da pressão e da temperatura em função do número de poços aquecedores. Assim como no caso do aumento da potência, uma maior quantidade de energia disponível para o aquecimento resulta na preservação da pressão no reservatório. Em função da ordem de grandeza das variações de pressão, uma menor queda de pressão pode ser constatada na ampliação de parte da Figura 16. Destaca-se que, além da mudança nos valores obtidos, quando compara-se os perfis de pressão com e sem aquecimento observa-se uma mudança qualitativa da curva na região onde encontram-se posicionados os aquecedores, Figura 17.

Os resultados mostrados na Figura 18 estão condizentes com o aumento da energia disponibilizada ao reservatório, quando da inserção dos aquecedores, assim como com a preservação da simetria da solução.

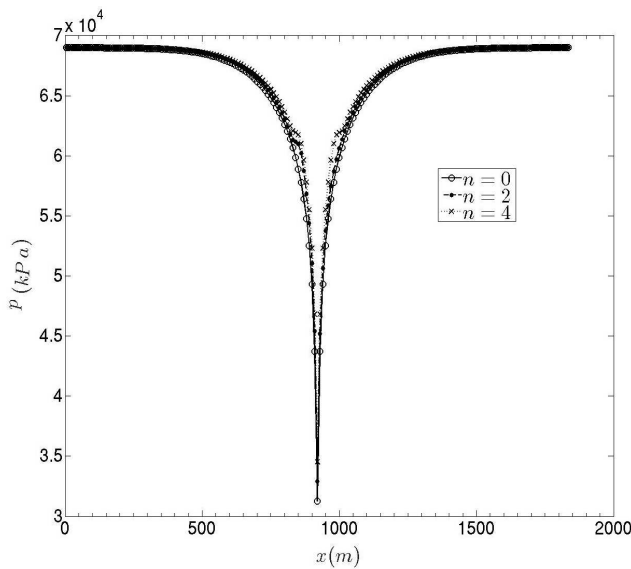


Figura 16: Perfis de pressão para diferentes números de aquecedores. Fonte: os autores.

4.3.3 Arranjos, número de poços e taxa de aquecimento

Finalmente, testou-se algumas poucas combinações para o arranjo, o número de aquecedores e a taxa de aquecimento. Três tipos de arranjos foram considerados para a distribuição dos poços aquecedores, ao redor do poço produtor, e as suas respectivas potências:

1. 2 poços aquecedores de 80 kW,
2. 4 poços aquecedores de 40 kW, e
3. 8 poços aquecedores de 20 kW,

de modo a se transmitir a mesma quantidade de energia para o sistema e poder analisar mais especificamente a influência da distribuição das fontes de energia.

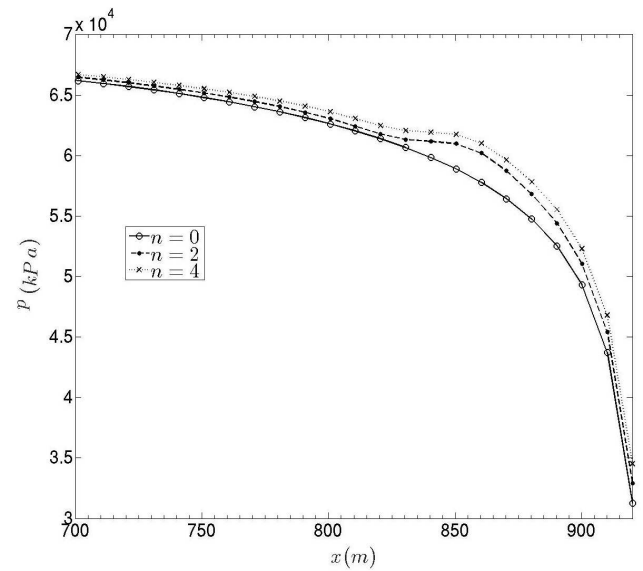


Figura 17: Perfis de pressão para diferentes números de aquecedores (ampliação). Fonte: os autores.

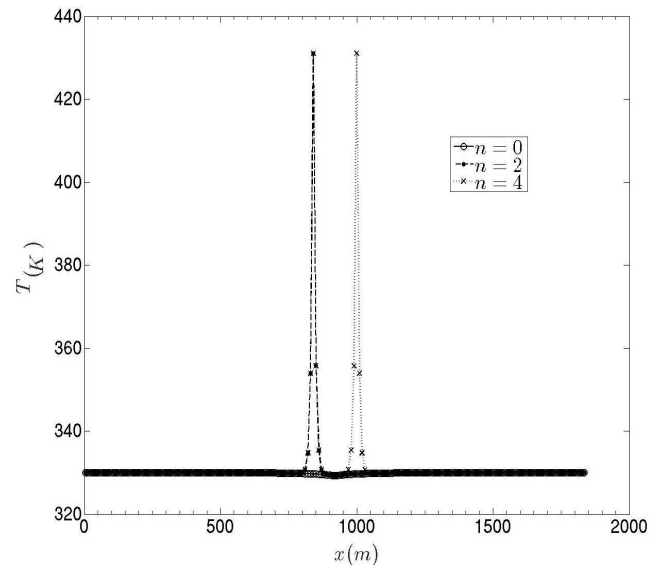


Figura 18: Perfis de temperatura para diferentes números de aquecedores. Fonte: os autores.

Os gráficos com os valores de pressão e temperatura podem se vistos nas Figuras 19 e 20. Com relação aos perfis de pressão, eles praticamente não sofreram interferência devida ao uso das três configurações estudadas. Diferentemente, no caso dos perfis de temperatura maiores diferenças são percebidas nas proximidades dos poços aquecedores.

Para a pressão e o tempo final de produção, obteve-se valores nas células que contêm o poço produtor iguais a 34.258,5 kPa, 34.511,5 kPa e 34.067 kPa para as configurações 1., 2. e 3. respectivamente. No caso do arranjo com oito aquecedores (3.), 4 poços não se encontravam exatamente distanciados de 80 metros do poço produtor, por estarem posicionados nos vértices de um quadrado cujo centro era o poço produtor. Contudo, os valores

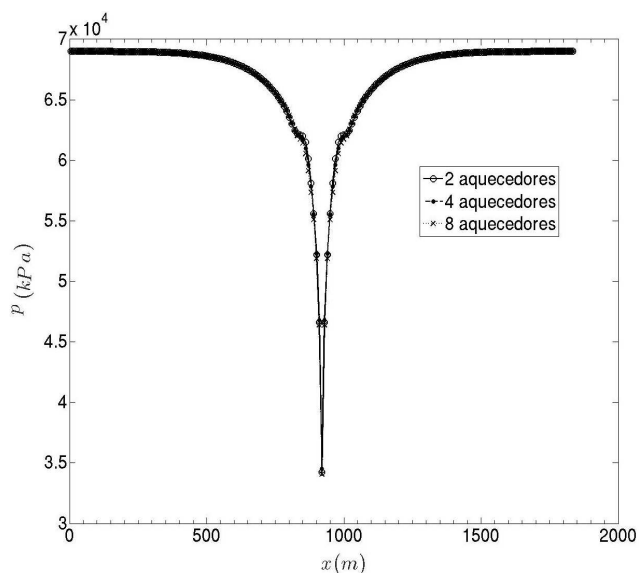


Figura 19: Perfis de pressão para diferentes arranjos. Fonte: os autores.

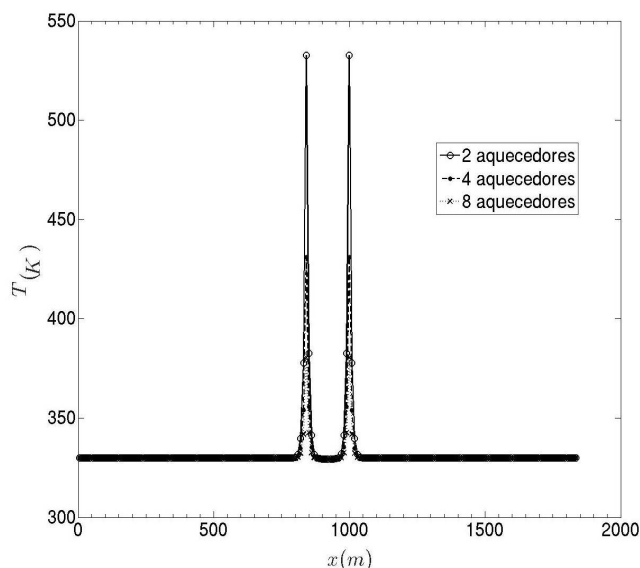


Figura 20: Perfis de temperatura para diferentes arranjos. Fonte: os autores.

mostram que a distribuição dos aquecedores acarreta em variações de pressão e temperatura, que podem levar a um resultado final de preservação da energia do reservatório diferente devido ao efeito cumulativo obtido em cada um dos arranjos. Na prática, costuma-se repetir a distribuição de um dado arranjo ao longo do reservatório.

5 Conclusões

Os resultados das simulações numéricas realizadas mostram que o método de aquecimento estudado possui viabilidade técnica, do ponto de vista dos resultados obtidos para a pressão no reservatório, o que também já

foi relatado em outros trabalhos voltados para a simulação numérica e para a análise de campo. A manutenção da pressão é função, como mostrado, das diversas propriedades de fluido e de rocha envolvidas no fenômeno modelado e da estratégia de aquecimento adotada.

Cabe ressaltar que, quando comparado a outros métodos de recuperação, existem vantagens e desvantagens no uso da técnica de aquecimento não convencional utilizada, sendo necessária uma análise técnica-econômica quando da decisão sobre a aplicação ou não dos poços aquecedores. No caso dos custos de operação, é necessário avaliar os gastos necessários para o fornecimento de energia e para a manutenção dos equipamentos de aquecimento, bem como os investimentos com a perfuração dos poços de aquecimento. Contudo, outras técnicas, como a injeção de água, também podem apresentar custos elevados de instalação e operação. Portanto, um estudo comparativo é necessário, o qual poderá indicar, inclusive, o uso compartilhado de diferentes técnicas de recuperação [27]. Assim sendo, a simulação numérica pode ser muito útil no sentido de fornecer subsídios para que as equipes de gerenciamento de reservatórios possam estudar diferentes cenários e optar pelas melhores estratégias.

Do ponto de vista numérico, a solução usando a decomposição de operadores apresentou resultados satisfatórios e fisicamente corretos. A construção de rotinas genéricas para tratar dos dois sistemas pentadiagonais para a pressão p e a temperatura T , usando o método de Gradientes Conjugados, se mostrou uma alternativa atrativa para a resolução dos sistemas de equações algébricas.

Ressalta-se, também, que uma contribuição importante deste trabalho foi o uso de um modelo a uma equação [18] para a determinação da temperatura do reservatório, não admitindo-se a hipótese do equilíbrio térmico local. Outros trabalhos, no contexto da decomposição de operadores, consideram na resolução da transferência de calor em meios porosos que a temperatura da rocha é igual a temperatura do fluido [11, 12, 14], que é uma hipótese mais restritiva que a adotada aqui.

6 Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer o suporte financeiro fornecido pelo CNPq e pela FAPERJ.

Referências

- [1] Rosa, Carvalho e Xavier (2006) *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Interciência, Rio de Janeiro, Brasil.
- [2] Ezekwe, N. (2011) *Petroleum Reservoir Engineering Practice*. Prentice Hall, Boston, MA, USA.
- [3] Thomas, J. E. (2004) *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. Interciência (*Handbook of Petroleum Exploration and Production 3*), Rio de Janeiro, Brasil.

- [4] Bientinesi, M. et al. (2013) A radiofrequency/microwave heating method for thermal heavy oil recovery based on a novel tight-shell conceptual design. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 18–30.
- [5] Davletbaev, A., Kovaleva, L. and Babadagli, T. (2011) Mathematical modeling and field application of heavy oil recovery by radio-frequency electromagnetic stimulation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 646–653.
- [6] Rangel-German, E. R., Schembre, J., Sandberg, C. and Kovscek, A. R. (2004) Electrical-heating-assisted recovery for heavy oil. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 18–30.
- [7] Kovscek, A. R. (2012) Emerging challenges and potential futures for thermally oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 130–143.
- [8] Afsar C. and Akin, S. (2016) Solar generated steam injection in heavy oil reservoirs: A case study. *Renewable Energy*, 83–89.
- [9] Bera, A. and Babadagli, T. (2015) Status of electromagnetic heating for enhanced heavy oil/bitumen recovery and future prospects: A review. *Applied Energy*, 206–226.
- [10] Holden, H., Karslen, K. and Trygve, K. (2013) Operator splitting for well-posed active scalar equations. *SIAM Journal on Mathematical Analysis*, 152–180.
- [11] Rousset, M. (2010) *Reduced-order modelling for thermal simulation*. Tese de doutorado, Stanford University, EUA.
- [12] Dyrdaahl, J. (2014) *Thermal flow in fractured porous media and operator splitting*. Dissertação de mestrado, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway.
- [13] Maes, J., Muggeridge, A. H., Jackson, M. D., Quintard, M. and Lapene, A. (2015) Modelling in-situ upgrading of heavy oil using operator splitting method. *Computational Geoscience*, 183–194.
- [14] Vennemo, S. B. (2016) *Multiscale Simulation of Thermal Flow in Porous Media*. Dissertação de mestrado, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway.
- [15] Alpak, F., Vink, J. C., Gao, G. and Mo, W. (2013) Techniques for effective simulation, optimization, and uncertainty qualification of the in-situ upgrading process. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, 1–14.
- [16] Dandekar, A. Y. (2013) *Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties*. CRC Press, USA.
- [17] Tiab, D. and Donaldson, E. C. (2004) *Petrophysics, Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. Second edition, Gulf Professional Publishing, Burlington, USA.
- [18] Moyne, C., Didierjean, S., Amaral Souto, H. P. and da Silveira, O. T. (2000) Thermal dispersion in porous media: one-equation model. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 3853–3867.
- [19] Ertekin, T., Abou-Kassem, J. H. and King, G. R. (2001) *Basic Applied Reservoir Simulation*. Society of Petroleum Engineers (SPE Textbook Series 7), Richardson, USA.
- [20] Abou-Kassem, J. H., Ali, S. M. and Islam, M. R. (2006) *Petroleum Reservoir Simulation, A Basic Approach*. Gulf Publishing Company, Houston, USA.
- [21] Chen, Z., Huan, G. and Ma, Y. (2006) *Computational Methods for Multiphase Flows in Porous Media*. Society of Industrial and Applied Mathematics, Philadelphia, USA.
- [22] Peaceman, D. W. (1983) Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation with non-square grid blocks and anisotropic permeability. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 531–543.
- [23] Islam, M. R., Mousavizadegan, S., Mustafiz, S. and Abou-Kassem, J. H. (2010) *Advanced Petroleum Reservoir Simulation*. Scrivener Publishing LLC., Salem, USA.
- [24] Singh, A. K., Goerke, U. J. and Kolditz, O. (2011) Numerical simulation of non-isothermal compositional gas flow: application to carbon dioxide injection into gas reservoirs. *Energy*, 3446–3458.
- [25] Chen, Z., Huan, G. and Li, B. (2004) An improved IMPES method for two-phase flow in porous media. *Transport in Porous Media*, 361–376.
- [26] Saad, Y. (2003) *Iterative Methods for Sparse Linear Systems*. Second edition, Society of Industrial and Applied Mathematics, USA.
- [27] Manichand, R. N. (2002) *Análise do Desempenho do Aquecimento Eletromagnético na Recuperação de Reservatórios de Petróleo*. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, Brasil.

Ao Henrique João Amaral Souto
In memoriam